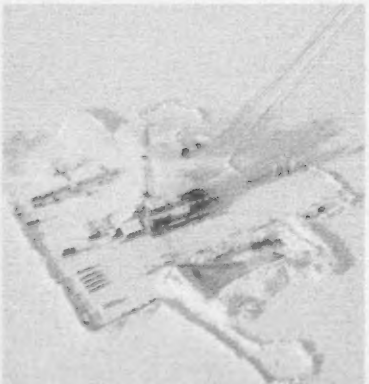
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Aboriginal Affairs and Northern Development Canada

# Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2013



Canada

# Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2013

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale assumée par la Direction des ressources pétrolières du Nord au nom du ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements gouvernent l'attribution et l'administration des droits de prospection et de production et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le Ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien. Quant à l'Office national de l'énergie, il se charge d'approuver les opérations.

Il est possible de trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières du Nord à l'adresse *www.aadnc-aandc.gc.ca/nth/og/index-fra.asp*.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada (TPSGC) par téléphone au 613-996-6886, ou par courriel à l'adresse suivante : droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

www.aadnc-aandc.gc.ca
**1-800-567-9604**
**ATS seulement : 1-866-553-0554**

QS-8666-010-FF-A1
Catalogue : R71-47/2013F-PDF
ISSN : 1497-1453

© **Sa Majesté la Reine du chef du Canada,**
**représentée par le *ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien, 2014***

Cette publication est également disponible en anglais sous le titre : Northern Oil and Gas, Annual Report 2014.

Photos de la page couverture : Ressources pétrolières du Nord

**Message de l'honorable Bernard Valcourt, C. P., député**
**Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien**

C'est avec plaisir que je dépose devant le Parlement le rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans la région extracôtière septentrionale, pour l'année se terminant le 31 décembre 2013.

Le Nord du Canada regorge de ressources en pétrole et en gaz naturel. On estime qu'il renferme le tiers des ressources en gaz naturel et le quart des ressources pétrolières classiques ayant été découvertes au pays. L'exploitation responsable et écologique de ces ressources naturelles est une priorité pour le Canada.

En 2013, l'industrie et le gouvernement ont continué de collaborer avec des partenaires du Nord afin de favoriser le savoir appuyant l'exploitation responsable des ressources dans le Nord. Parmi les initiatives mises en œuvre, mentionnons l'évaluation environnementale régionale de Beaufort au cours de la troisième année d'un programme quinquennal de 21,8 millions de dollars, et le Fonds pour l'étude de l'environnement, qui oriente la recherche axée sur les régions d'exploration grâce à des redevances perçues sur les terres détenues par l'industrie.

Depuis le 1er avril 2014, date d'entrée en vigueur de l'Accord sur le transfert de responsabilités aux Territoires du Nord Ouest, le gouvernement des Territoires du Nord Ouest est responsable de la gestion des terres et des ressources situées sur son territoire. Cela comprend notamment la gestion des réserves pétrolières et gazières terrestres. Les réserves pétrolières et gazières extracôtières continuent, quant à elles, d'être placées sous la responsabilité du gouvernement fédéral.

La gestion responsable des ressources pétrolières dans le Nord du Canada appuie la Stratégie pour le Nord du Canada qui vise à faire en sorte que le Nord réalise son véritable potentiel à titre de région saine et prospère au sein d'un pays fort et souverain.

Je vous invite à consulter le rapport pour obtenir davantage de renseignements sur l'exploration pétrolière et gazière au Canada et sur la mise en valeur de ces ressources au cours de la dernière année.

L'honorable Bernard Valcourt

Avril 2014

Terres domaniales [1] relevant de la compétence administrative du ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien

[1] Tel qu'illustré ci-haut, pour la période de déclaration 2013, les « terres domaniales » ont été définies à l'article 2 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, comme suit :

« terres domaniales » Les terres qui appartiennent à Sa Majesté du chef du Canada ou dont elle peut légalement aliéner ou exploiter les ressources naturelles, et qui sont situées :

a) soit dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans l'île de Sable;

b) soit dans les zones sous-marines non comprises dans le territoire d'une province, et faisant partie des eaux intérieures, de la mer territoriale ou du plateau continental du Canada est toutefois exclue la zone adjacente au sens de l'article 2 de la *Loi sur le Yukon*.

Conformément à l'*Entente sur le transfert des responsabilités liées aux terres et aux ressources des Territoires du Nord-Ouest* ainsi qu'à la *Loi sur le transfert des responsabilités liées aux terres et aux ressources des Territoires du Nord-Ouest*, le 1er avril 2014, le gouvernement du Canada a transféré l'administration et le contrôle des terres publiques, des ressources et des droits à l'égard des eaux dans les Territoires du Nord-Ouest au commissaire des Territoires du Nord-Ouest.

# Table des matières

RÉSUMÉ DU PROGRAMME PÉTROLE ET GAZ DU NORD ..... 7
Aperçu ..... 7
2013 en bref ..... 9
Gestion des droits ..... 9
Activités ..... 9
Production ..... 9
Redevances ..... 9
Retombées économiques ..... 9
Fonds pour l'étude de l'environnement ..... 10
Évaluation environnementale régionale de beaufort ..... 10
Ressources pétrolières et gazières ..... 10
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ ..... 12
Octroi des droits ..... 12
Cycle des appels d'offres de 2013 ..... 14
Partie centrale de la vallée du Mackenzie ..... 14
Archipel arctique du Nunavut ..... 15
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie ..... 15
Délivrance et cessation ..... 20
Recettes tirées de l'administration des titres ..... 23
Retombées économiques ..... 24
ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD ..... 24
Sud des Territoires du Nord-Ouest ..... 24
Partie centrale de la vallée du Mackenzie ..... 25
PRODUCTION ..... 27
Norman Wells ..... 27
Ikhil ..... 28
Collines Cameron ..... 28
Nunavut et zones extracôtières de l'arctique ..... 28
Résumé ..... 28
REDEVANCES ..... 30
Vérifications et évaluations ..... 30
POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS ..... 31
Direction générale des ressources pétrolières et minérales du Nord ..... 31
Autres sources d'information ..... 33
Office national de l'énergie ..... 33
Bureau géoscientifique des Territoires du Nord-Ouest ..... 33
Commission géologique du Canada ..... 33

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Ressources pétrolières et gazières ..... 12
Tableau 2 : Disposition des terres en date du 31 décembre 2013 ..... 17
Tableau 3 : Permis de prospection ..... 21
Tableau 4 : Recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 2009-2013 ..... 23
Tableau 5 : Statistiques sur le forage en 2013 ..... 26
Tableau 6 : Acquisition de données sismiques 2004-2013 ..... 26
Tableau 7 : Production de pétrole et de gaz 2010-2013 ..... 29
Tableau 8 : Redevances perçues ($) 2009-2013 ..... 30

## Liste des diagrammes

Diagramme 1 : Région de la partie centrale de la vallée du Mackenzie ..... 15
Diagramme 2 : Région de la mer de Beaufort et delta du Mackenzie ..... 16
Diagramme 3 : Carte des principaux secteurs d'activité dans l'ouest de l'Arctique ..... 25
Diagramme 4 : Puits forés de 2003-2004 à 2012-2013 ..... 26
Diagramme 5 : Production du champ pétrolier de Norman Wells en 2013 ..... 27
Diagramme 6 : Production de pétrole 2004-2013 ..... 29
Diagramme 7 : Production de gaz naturel 2004-2013 ..... 30

# Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord 2013

## RÉSUMÉ DU PROGRAMME PÉTROLE ET GAZ DU NORD

### APERÇU

Une grande partie du Nord canadien présente un potentiel géologique élevé pour les ressources pétrolières et gazières, et offrent diverses possibilités aux entreprises d'exploration pétrolière. Le prolongement du riche bassin sédimentaire de l'Ouest canadien s'étend au nord du 60e parallèle jusqu'à la mer de Beaufort. Il représente un vaste intérêt d'exploration pour les gisements conventionnels et non conventionnels.

Dans les zones extracôtières, les ressources prouvées du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort constituent la portion la plus explorée de la vaste marge continentale de l'Arctique canadien, bordée par l'océan Arctique à l'ouest et la baie de Baffin à l'est. Plusieurs découvertes importantes de gaz réalisées au cours des étapes initiales d'exploration ont démontré le potentiel pétrolier et gazier de l'archipel arctique canadien. On peut s'attendre à ce que les méthodes d'exploration modernes alimentent ce potentiel et permettent d'atteindre des seuils économiques.

L'octroi de permis de prospection par le ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien lance le cycle d'exploration. Normalement, les activités d'exploration évoluent de la prestation de programmes de levé sismique à la détermination des emplacements propices pour les puits, vient ensuite le forage qui peut mener à des découvertes et à des projets de développement. Avec un permis en main, une entreprise peut investir dans l'exploration en toute confiance, sachant que le fait de détenir un permis lui confère le droit de développer et de produire les ressources qu'elle a découvertes.

L'ouverture d'une région pour l'octroi de droits constitue le premier pas pour encourager le développement économique grâce à des activités d'exploration. Actuellement, seulement quelques régions des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut présentant un potentiel pétrolier élevé sont ouvertes régulièrement pour permettre à l'industrie de désigner les parcelles et d'acquérir des droits de prospection. Pour soutenir les investissements, il est primordial d'offrir régulièrement à l'industrie des occasions de soumissionner pour obtenir un nouveau permis de prospection. Chaque nouveau cycle de demandes de désignation et d'appels d'offres permet de veiller à ce que de nouvelles entreprises puissent acquérir des droits de prospection à la suite d'un processus équitable et compétitif, leur permettant ainsi de mettre à l'essai de nouvelles méthodes et d'étudier de nouvelles cibles d'exploration, comme les ressources non conventionnelles contenues dans les schistes.

**Des occasions régulières pour obtenir des permis de prospection**

Lorsqu'un permis de prospection est attribué, l'entreprise gagnante peut réaliser des activités d'exploration, à condition de respecter les exigences réglementaires régissant ces activités, notamment une planification exhaustive en matière de sécurité et des garanties financières. L'Office national de l'énergie accorde les autorisations opérationnelles, sous réserve de la tenue d'un examen et d'une évaluation environnementale préalables, qui pourraient être exigés pour un projet particulier.

**Une exploration active de la zone schisteuse**

Au cours de l'année, un permis de prospection a été délivré dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie dans les Territoires du Nord-Ouest. Il s'ajoute aux 14 autres permis octroyés pour cette région au terme de récents appels d'offres à des compagnies qui explorent la zone prospective du schiste du Canol. Une zone de 1,2 million d'hectares actuellement visée par un titre suscite un grand intérêt d'exploration au nord et au sud du plus grand champ de pétrole du Nord, le champ de Norman Wells. Quatre puits ont été forés dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et un programme de levé sismique a été lancé en 2013. Cette activité a généré des avantages en matière d'emplois et des occasions d'affaires, renforçant la capacité des collectivités de la vallée du Mackenzie.

À l'extérieur de la vallée du Mackenzie, il n'y a eu aucune nouvelle attribution de permis dans le Nord en 2013 ni aucune activité de levé sismique ou de forage sur les terres visées par des permis existants. Les entreprises peuvent utiliser les données sismiques qu'elles ont acquises au cours des dernières années aux fins d'évaluation, dans le cadre de leur permis situé dans la mer de Beaufort. Aucun autre travail n'a été jugé nécessaire cette année.

Une concentration de permis de prospection dans la mer de Beaufort porte sur les zones en eaux plus profondes qui n'ont pas été examinées au cours des étapes initiales d'exploration. Dans l'ensemble, l'exploration en eau profonde le long de la marge continentale s'est révélée une cible particulièrement fructueuse pour le forage extracôtier. Vers la fin de l'année, Imperial Oil, opérateur des permis de prospection EL476 et EL477 dans la mer de Beaufort, a présenté une proposition de forage. Cette proposition décrit un plan de forage prévu à la fin de la décennie. La proposition débutait l'étape de l'évaluation environnementale à la fin de l'année.

**Un développement responsable des ressources dans le Nord**

L'industrie et le gouvernement continuent à collaborer avec des partenaires du Nord pour approfondir les connaissances et soutenir le développement responsable des ressources dans le Nord. Parmi les initiatives, on compte l'évaluation environnementale régionale de Beaufort qui en est à sa troisième année dans le cadre d'un programme quinquennal de 21,8 milliards de dollars. Le Fonds pour l'étude de l'environnement en fait également partie. Ce dernier dirige les recherches visant les régions d'exploration, telles que la partie centrale de la vallée du Mackenzie, par l'intermédiaire de perceptions sur les terres détenues par l'industrie.

Dans l'Arctique de l'Est, les discussions se poursuivent entre les organisations inuites, le gouvernement fédéral, les gouvernements territoriaux et les intervenants pertinents pour faire progresser une évaluation environnementale stratégique voulant appuyer l'avenir des décisions concernant l'octroi des droits de prospection dans cette région extracôtière.

## 2013 EN BREF

### Gestion des droits

Deux appels d'offres ont pris fin le 17 septembre 2013 pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et l'archipel arctique du Nunavut. Un permis de prospection a été délivré à International Frontier Resources Corporation dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Aucune offre n'a été reçue pour l'obtention d'une attestation de découverte importante dans l'archipel arctique du Nunavut.

### Activités

Trois puits ont été forés et suspendus dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Le forage d'un quatrième puits a été démarré dans la région à la fin de décembre 2013 et a atteint la profondeur prévue le mois suivant. La profondeur de forage des quatre puits représente un total de 6 161 mètres en 2013.

Un programme de levé sismique bidimensionnel s'est poursuivi dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie sur une longueur de 71 kilomètres. Aucune autre activité d'exploration n'a été consignée ailleurs dans le Nord.

### Production

La production totale de pétrole en 2013 a été de 4,1 millions de barils ($654{,}4 \times 10^3$ m$^3$), soit une diminution de 13 % par rapport à 2012. La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2013 a été de 4,7 milliards de pieds cube ($133{,}0 \times 10^6$ m$^3$), soit une diminution de 18 % par rapport à l'année précédente.

### Redevances

Les redevances perçues sur la production de pétrole et de gaz naturel sur les terres domaniales au cours de l'année civile 2013 se sont chiffrées à 10 046 685 dollars.

### Retombées économiques

En 2013, le Ministère des Affaires autochtones et développement du Nord Canada a terminé les nouvelles lignes directrices des plans de retombées économiques pour le Nord. Ces lignes directrices, qui sont maintenant en vigueur, aideront les exploitants à élaborer un plan de retombées économiques qui satisfait aux exigences de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

### Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est une disposition de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Le financement du programme provient des perceptions appliquées aux titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales détenues par les entreprises. En 2013, le conseil de gestion du FEE a approuvé cinq nouvelles études dans le Nord, dans les régions de la partie centrale de la vallée du Mackenzie et de la mer de Beaufort et delta du Mackenzie. Ces études environnementales sont liées à l'exploration, au développement et à la production des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Le budget approuvé par le ministre pour ces études, d'après les recommandations du conseil, s'élève à 1 995 000 dollars. Pour obtenir de plus amples renseignements sur le FEE, notamment des rapports et des publications à ce sujet, consultez le site *www.esrfunds.org*.

Cinq nouvelles études centrées sur l'exploration, au développement et à la production des ressources pétrolières et gazières du Nord

### Évaluation environnementale régionale de beaufort

L'évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB) continue à accroître les connaissances et les renseignements disponibles sur la région pour appuyer son objectif visant à assurer l'état de préparation relatif aux activités pétrolières et gazières dans la mer de Beaufort. Le progrès concernant les résultats de recherche et du groupe de travail ont été communiqués au cours de réunions dans la région désignée des Inuvialuit ainsi qu'au moyen de rapports et d'autres publications. Au cours de la troisième année du programme, on a constaté une participation et un engagement continu des intervenants, des représentants Inuvialuit, de l'industrie et des organismes gouvernementaux. Au cours de la dernière année, on a abordé des questions liées à la préparation et à l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, à la gestion des déchets, aux changements climatiques, aux indicateurs socioculturels et économiques et aux effets cumulatifs. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'EERB, notamment des rapports et des publications, consultez le site *www.beaufortrea.ca* (disponible en anglais seulement).

## RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES

Environ 38 %[2] des ressources en gaz naturel commercialisables dans des champs conventionnels ainsi que 35 % des ressources en pétrole brut léger récupérables se trouvent dans le Nord du Canada[3]. La légère augmentation du pourcentage de gaz naturel disponible dans le Nord au cours de la dernière année reflète une révision à la baisse, par l'Office national de l'énergie, des ressources conventionnelles de gaz naturel dans la partie sud du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La nouvelle estimation inclut également des ressources

[2] L'estimation ne comprend pas les ressources dans le territoire du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien qui se trouve au sud des Territoires du Nord-Ouest.

[3] Office national de l'énergie, Avenir énergétique du Canada en 2013

gazières non conventionnelles (qui étaient exclues en 2012), ce qui, dans les faits, triple la part des ressources de gaz de schistes et de réservoirs étanches. Si les données sur les ressources non conventionnelles sont ajoutées à celles sur les ressources gazières conventionnelles, la part des ressources de gaz naturel non exploitées du Nord du Canada baisse à 11 %.

Un potentiel ultime de 12 milliards de barils de pétrole et 150 billions de pieds cube de gaz

Le tableau 1 fait état des ressources pétrolières et gazières dans le Nord, selon les régions. Ces données présentent les ressources en pétrole et en gaz conventionnelles totales dans des champs découverts et n'incluent pas les estimations du potentiel des zones productives et des bassins possibles non forés. Le potentiel ultime (qui comprend les ressources découvertes et le potentiel non découvert) est estimé à quelque 12 milliards de barils ($1{,}91 \times 10^9$ m$^3$) de pétrole récupérable et à 150 billions de pieds cube ($4{,}25 \times 10^{12}$ m$^3$) de gaz. Toutefois, l'incertitude demeure quant au potentiel de ressources dans de nombreux bassins pétrolifères du Nord du Canada, particulièrement ceux qui n'ont pas encore été testés.

Les hydrocarbures non conventionnels attirent l'attention de l'industrie pétrolière et gazière dans la vallée du Mackenzie. Ces ressources potentielles comprennent le gaz et le pétrole de schiste provenant de la vaste formation dévonienne du Canol, une roche mère de grande qualité connue pour avoir produit le pétrole de la majorité du champ de Norman Wells situé à proximité. L'augmentation importante des activités d'exploration dans la zone située entre Norman Wells et Tulita pour le pétrole de schiste va probablement faire augmenter les estimations des ressources dans l'avenir, même si les ressources non conventionnelles n'ont pas été incluses dans le tableau 1.

Les estimations des ressources non conventionnelles du Nord n'ont pas été publiées ni par la Commission géologique du Canada ni par l'Office national de l'énergie.

### Tableau 1 : Ressources pétrolières et gazières

| Région | Pétrole brut | | Gaz naturel | |
|---|---|---|---|---|
| | $10^6$ m$^3$ | Million de barils | $10^9$ m$^3$ | Billion de pied cube |
| Territoires du Nord-Ouest et zones extracôtières de l'Arctique | 187,9 | 1 182,3 | 457,6 | 16,2 |
| Nunavut et zones extracôtières de l'Arctique | 51,3 | 322,8 | 449,7 | 15,9 |
| Zones extracôtières du Yukon | 62,5 | 393,3 | 4,5 | 0,2 |
| Total | 301,7 | 1 898,3 | 911,8 | 32,2 |

- Les ressources sont « récupérables »; des facteurs standards de récupération ont été appliquées; les totaux ont été ajustés lorsque les scénarios conceptuels sont inclus dans les estimés potentiels.
- Adapté du tableau 2 du document « Drummond, K.J. 2009, *Northern Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources* », accessible à l'adresse *www.drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf*. Compilation et intégration de plusieurs sources publiées qui peuvent sous-estimer ou surestimer les ressources réelles sur le terrain. Les volumes et la distribution doivent être considérés comme approximatifs; ils reflètent l'opinion du consultant.
- Veuillez noter que les volumes de gaz découverts ne tiennent pas compte des estimations faites pour les découvertes récentes (Ellice I-48, Olivier H-01, Langley K-30, Langley E-07, Kurk M-15 et Ellice J-27 dans le delta du Mackenzie, ainsi que Summit Creek B-44, Stewart D-57, Lac Maunoir C-34 et Nogha C-49 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie).
- Veuillez noter qu'il est possible que les totaux n'équivalent pas à la somme des nombres comme ceux-ci ont été arrondis.
- Veuillez noter que les facteurs de conversion des mesures métriques et impériales ont été obtenus de l'Office national de l'énergie.

## GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

### OCTROI DES DROITS

Le ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, dans les zones extracôtières du Nord ainsi qu'au Nunavut. Les droits de prospection sont attribués conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, qui prévoit un processus d'appel d'offres ouvert et compétitif. Conformément aux dispositions des ententes relatives au règlement des revendications territoriales, le Ministère cherche à obtenir les points de vue et l'appui des collectivités et des organismes autochtones sur les conditions d'attribution des droits ainsi que sur d'autres questions connexes avant l'attribution des droits. Dans le même ordre d'idée, le Ministère consulte et fait participer les gouvernements territoriaux ainsi que d'autres organismes fédéraux afin d'obtenir de l'information relative à la sensibilité des écosystèmes. Après examen des réponses reçues, les régions ouvertes à l'exploration peuvent être ajustées d'une année à l'autre.

Chaque appel d'offres est habituellement précédé d'une demande de désignation, ce qui permet à l'industrie de déterminer les parcelles de terre qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. Les appels d'offres demeurent en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours et sont publiés dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Le processus d'octroi des droits du gouvernement du Canada s'appuie sur un critère de soumission unique et quantifiable, et les droits sont délivrés à la meilleure soumission. Le ministre peut rejeter toutes ou certaines soumissions. À l'heure actuelle, le critère de soumission pour l'attribution de permis de prospection est l'engagement pécuniaire, c'est-à-dire le montant total que le soumissionnaire s'engage à dépenser en travaux d'exploration sur la parcelle au cours d'une période donnée. Le permis de prospection d'une durée maximale de neuf ans, divisée en deux périodes, sera octroyé au soumissionnaire retenu. Le titulaire du permis de prospection doit dépenser la valeur monétaire de l'engagement pécuniaire au cours de la première période du permis et doit forer un puits au cours de cette même période pour maintenir les droits de prospection pour la deuxième période.

Un processus d'octroi des droits s'appuyant sur un critère unique et quantifiable

Lorsque les travaux d'exploration mènent à la découverte de pétrole, une demande de déclaration de découverte importante peut être faite en vertu de la loi. Le processus de déclaration, administré par l'Office national de l'énergie, confirme que la découverte d'hydrocarbure satisfait à certains critères techniques précis et décrit l'étendue de la découverte. L'octroi d'une attestation de découverte importante pour des terres couvrant l'étendue de la découverte est possible :

a) soit sur demande du titulaire d'un permis de prospection pour l'ensemble ou une partie du périmètre de la découverte;
b) soit par attribution au soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres pour l'ensemble ou une partie du périmètre de découverte.

L'attestation de découverte importante récompense l'exploration fructueuse en accordant un droit d'une durée indéterminée sur la découverte d'hydrocarbures, reconnaissant que certaines découvertes ne sont pas immédiatement commercialement exploitables. Le titulaire d'une attestation de découverte importante peut se faire ordonner de forer un puits conformément à l'article 33 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

L'attestation de découverte importante récompense l'exploration fructueuse en accordant un droit d'une durée indéterminée sur la découverte

Une fois que le promoteur a déterminé que la découverte peut être exploitée commercialement et qu'il souhaite commencer à produire du pétrole et du gaz, la loi l'autorise à demander à l'Office national de l'énergie que le périmètre de découverte importante soit déclaré exploitable.

À l'instar des dispositions visant l'octroi d'une attestation de découverte importante, l'octroi d'une licence de production est possible :

a) soit sur demande du titulaire d'un permis de prospection ou d'une attestation de découverte importante pour l'ensemble ou une partie du périmètre de la découverte exploitable;
b) soit par attribution au soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres pour l'ensemble ou une partie du périmètre de découverte exploitable.

**Une licence de production valide pour 25 ans, renouvelable dans la mesure où la production commerciale se poursuit**

La durée d'une licence de production est de 25 ans, renouvelable dans la mesure où la production commerciale se poursuit. Une entreprise pourrait passer directement à l'étape de la découverte exploitable et obtenir une licence de production, et ainsi sauter l'étape d'obtention d'une attestation de découverte importante.

Des cartes de disposition de pétrole et de gaz courantes sont accessibles sur le site Web d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada : *www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036125*.

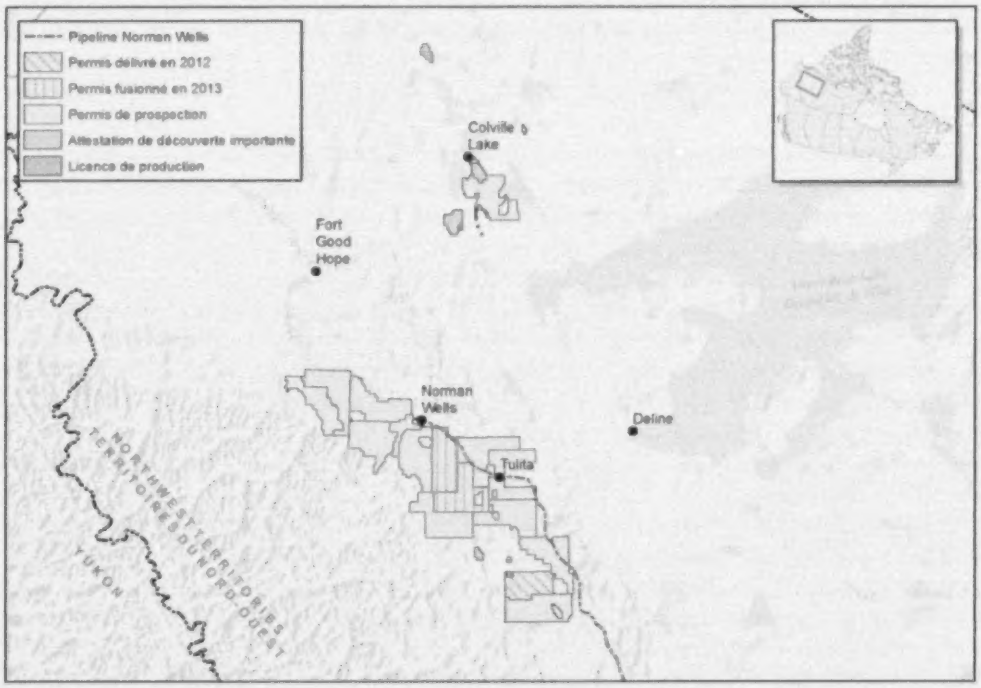
## CYCLE DES APPELS D'OFFRES DE 2013

En 2013, la Direction des ressources pétrolières du Nord a entrepris un examen de ses pratiques administratives en matière d'octroi des droits pétroliers et gaziers. Les modifications intégrées comprennent le passage du dépôt de soumissions de 10 000 dollars à 50 000 dollars et d'un ajustement au calendrier de paiement des frais de délivrance. Désormais, ces derniers sont uniquement réclamés au soumissionnaire retenu avec son dépôt de garantie d'exécution, au lieu d'être exigés à tous les soumissionnaires quand ils présentent une soumission.

### Partie centrale de la vallée du Mackenzie

La demande de désignation a pris fin le 24 avril 2013 après la désignation de sept parcelles. Chaque parcelle a été incluse dans un appel d'offres lancé le 18 mai 2013 et qui a pris fin le 17 septembre 2013. Le 26 juin 2013, l'appel d'offres a été modifié pour retirer une parcelle. Des offres ont été reçues pour deux des six parcelles restantes, cependant, un seul permis de prospection a été délivré. Le soumissionnaire retenu pour une parcelle n'a pas réussi à fournir le dépôt de garantie d'exécution dans les délais prescrits et, par conséquent, l'offre fut disqualifiée et le dépôt de soumission confisqué.

Diagramme 1 : Région de la partie centrale de la vallée du Mackenzie



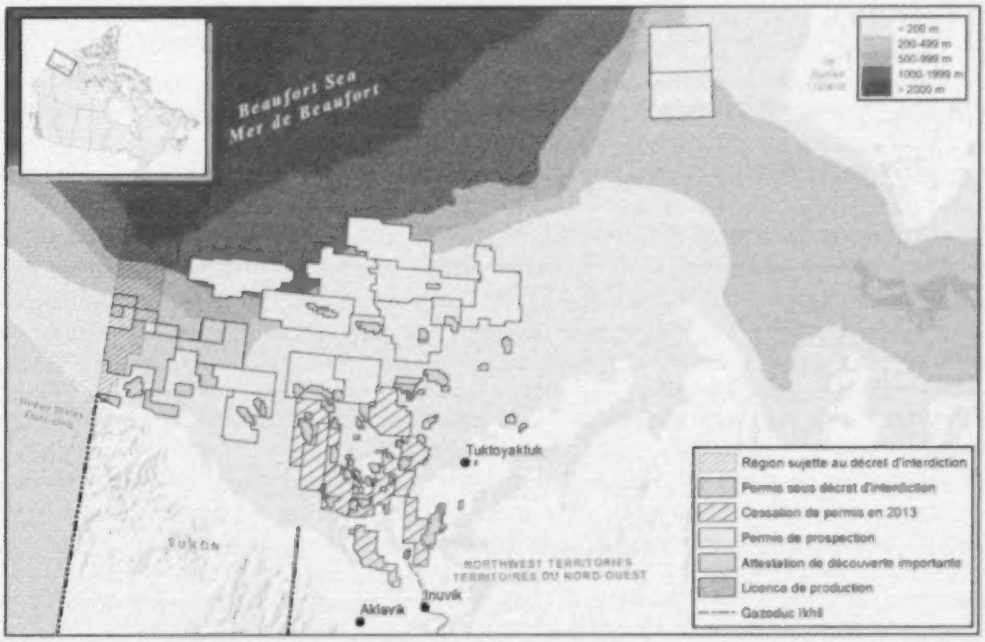

## Archipel arctique du Nunavut

Bien que l'industrie n'ait pas répondu à l'appel de désignation visant des permis de prospection, lancé le 25 février 2013, un appel d'offres a été lancé le 18 mai 2013 pour l'octroi d'une attestation de découverte importante visant le champ de pétrole de Bent Horn. Cet appel d'offres a pris fin le 17 septembre 2013. Fait particulier pour cet appel d'offres, l'attestation de découverte importante était attribuée en fonction d'un critère de prix unique et comprenait une provision de loyers croissants. Aucune offre n'a été reçue.

## Mer de Beaufort et delta du Mackenzie

La demande de désignation, qui a pris fin le 24 septembre 2013, a attiré la nomination d'une parcelle dans une zone peu profonde de la mer de Beaufort. La parcelle fut incluse dans un appel d'offres lancé le 19 octobre 2013, ayant le 25 février 2014 comme date de fermeture.

## Diagramme 2 : Région de la mer de Beaufort et delta du Mackenzie



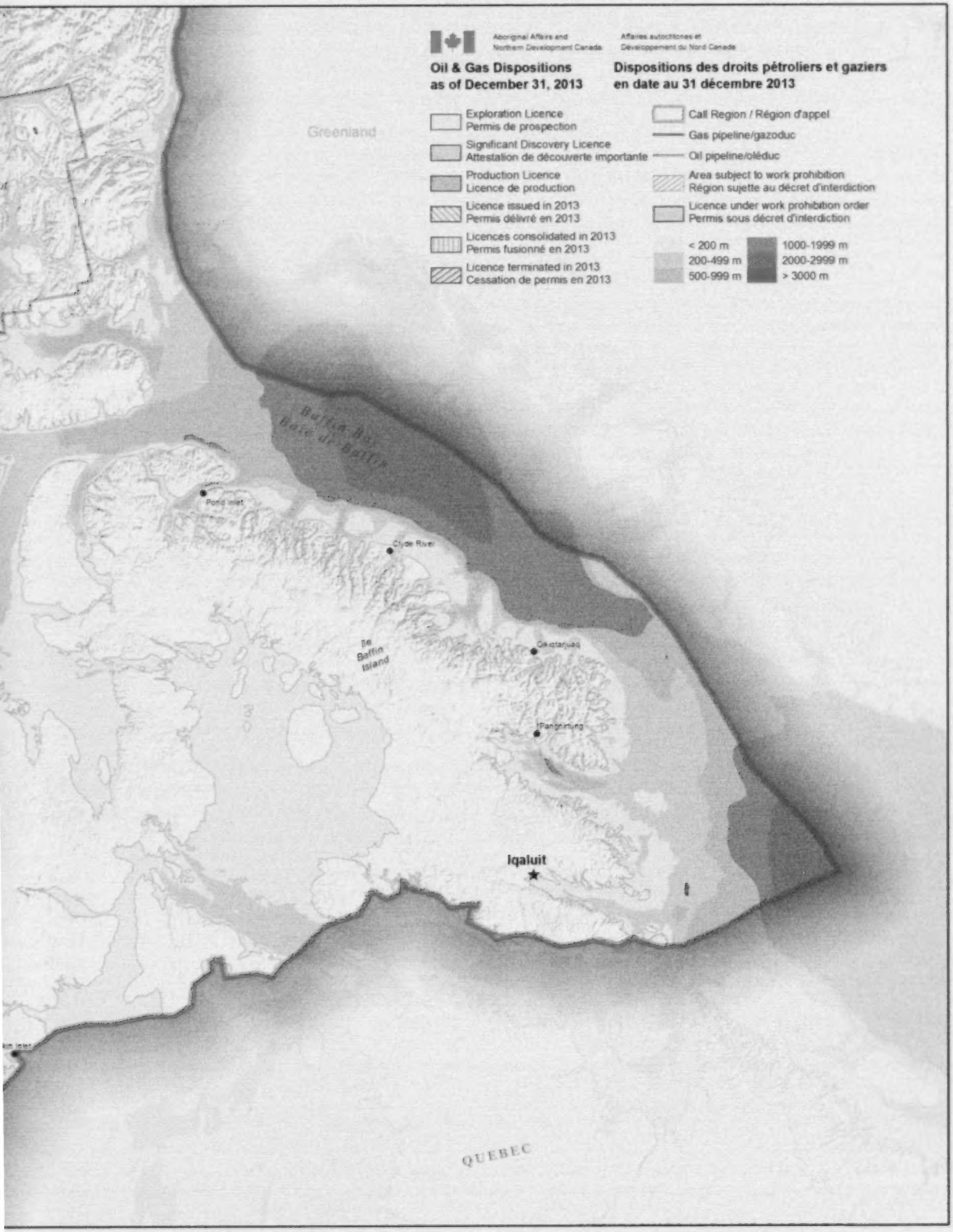
## Tableau 2 : Disposition des terres en date du 31 décembre 2013

| Région | Permis de prospection | Attestation de découverte importante | Licence de production | Ancien droits [1] | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| *En hectares* | | | | | |
| Archipel arctique du Nunavut | 0 | 332 882 | 0 | 0 | 332 882 |
| Zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 11 184 | 0 | 862 500 | 873 684 |
| Baie d'Hudson [2] | 0 | 0 | 0 | 126 376 | 126 376 |
| Mer de Beaufort | 2 780 504 | 205 636 | 0 | 0 | 2 986 140 |
| Delta du Mackenzie | 0 | 134 109 | 3 423 | 0 | 137 532 |
| Partie central de la vallée du Mackenzie | 1 280 375 | 52 725 | 0 | 654 | 1 333 754 |
| Partie sud des Territoires du Nord-Ouest | 0 | 65 729 | 32 842 | 21 107 | 119 678 |
| Total | 4 060 879 | 802 265 | 36 265 | 1 010 637 | 5 910 046 |

| Région | Permis de prospection | Attestation de découverte importante | Licence de production | Ancien droits [1] | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| *Par type de titres (nombre de titres)* | | | | | |
| Archipel arctique du Nunavut | 0 | 20 | 0 | 0 | 20 |
| Zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 1 | 0 | 30 | 31 |
| Baie d'Hudson [2] | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 |
| Mer de Beaufort | 15 | 38 | 0 | 0 | 53 |
| Delta du Mackenzie | 0 | 38 | 2 | 0 | 40 |
| Partie central de la vallée du Mackenzie | 15 | 11 | 0 | 6 | 32 |
| Partie sud des Territoires du Nord-Ouest | 0 | 31 | 21 | 8 | 60 |
| Total | 30 | 139 | 23 | 52 | 244 |

- [1] Permis et/ou concessions émis en vertu de régimes législatifs antérieurs, conformément au paragraphe 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
- [2] Les permis dans la zone infracôtière, au nord de la baie d'Hudson, sont sous la juridiction du ministère des Affaires autochtones et du Développement du Nord Canada. Les permis de la baie d'Hudson situées dans la zone extracôtière (non inclus dans ce tableau) sont sous la juridiction de Ressources naturelles Canada.

Beaufort Sea
Mer de Beaufort
Arctic Islands of Nunavut
Archipel arctique du Nunavut
Ile Banks Island
Resolute
Beaufort Sea & Mackenzie Delta
Mer de Beaufort & delta du Mackenzie
Aklavik
Inuvik
Fort McPherson
Tsiigehtchic
Ile Victoria Island
Colville Lake
Fort Good Hope
Cambridge Bay
Central Mackenzie Valley
Partie centrale de la vallée Mackenzie
Norman Wells
Tulita
Deline
YUKON
NORTHWEST TERRITORIES
TERRITOIRES DU NORD-OUEST
NUNAVUT
Yellowknife
Fort Liard
Cameron Hills
BRITISH COLUMBIA
COLOMBIE-BRITANNIQUE
ALBERTA


Aboriginal Affairs and Northern Development Canada
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Oil & Gas Dispositions as of December 31, 2013
Dispositions des droits pétroliers et gaziers en date au 31 décembre 2013
Exploration Licence
Permis de prospection
Significant Discovery Licence
Attestation de découverte importante
Production Licence
Licence de production
Licence issued in 2013
Permis délivré en 2013
Licences consolidated in 2013
Permis fusionné en 2013
Licence terminated in 2013
Cessation de permis en 2013
Call Region / Région d'appel
Gas pipeline/gazoduc
Oil pipeline/oléduc
Area subject to work prohibition
Région sujette au décret d'interdiction
Licence under work prohibition order
Permis sous décret d'interdiction
< 200 m
200-499 m
500-999 m
1000-1999 m
2000-2999 m
> 3000 m
Greenland
Baffin Bay
Baie de Baffin
Pond Inlet
Clyde River
Île Baffin Island
Qikiqtarjuaq
Pangnirtung
Iqaluit
QUEBEC

## Délivrance et cessation

En 2013, dix titres ont été délivrés et dix titres ont pris fin.

### *Permis de prospection*

Le permis de prospection EL495 a été attribué à International Frontier Resources Corporation à la suite de l'appel d'offres visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

Les permis de prospection EL462 et EL463 ont pris fin par abandon et le permis de prospection EL494 a été attribué à Husky Oil Operations Limited en vertu du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, qui permet de fusionner plusieurs permis de prospection.

Dans les huit autres cessations, les permis de prospection EL456, EL457, EL458, EL459, EL461, EL482, EL484 et EL490 ont été abandonnés, à la demande du ministre, par l'indivisaire et leurs dépôts de garantie d'exécution ont été retournés. Ces permis ont été octroyés par erreur, élément qui justifia le retour des dépôts de garantie d'exécution aux titulaires de ces permis. Le tableau 3 ainsi que les diagrammes 1 et 2 énumèrent et illustrent la disposition des permis de prospection en 2013.

### *Concessions de pétrole et de gaz*

Les concessions de pétrole et de gaz 703-70, 704-70, 705-70, 707-R-70, 708-R-70, 709-R-70, 710-R-70 et 838-70, attribuées originalement dans les années 1970 sous le régime du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* et détenues présentement par Lone Pine Resources Canada Ltd., ont été renouvelées pour un terme supplémentaire de 21 ans. La déclaration de découverte exploitable du 1er mai 2013 de l'Office national de l'énergie appuyait l'affirmation que les terres sous concessions étaient capables de produire du pétrole et du gaz. Le renouvellement s'est fait sous le régime de l'article 62 du Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada et du paragraphe 114(4) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

**Un registre publique des titres et actes pétroliers**

Le Ministère est chargé de la tenue d'un registre des titres pétroliers ainsi que actes enregistrés en vertu de la partie VIII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Il constitue le registre officiel des titulaires des titres, et tout transfert ou changement de propriété doit être enregistré. Les rapports des activités mensuelles du bureau d'enregistrement sont affichés à l'adresse *www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036878*.

## Tableau 3 : Permis de prospection

| Permis | Superficie (ha) | Représentant[1] | Prise d'effet | Fin de la première période[2] | Échéance | Engagement pécuniaire( $)[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Mer de Beaufort et delta du Mackenzie | | | | | | |
| EL317[4] | 175 810 | Talisman Energy Inc. | 5 oct. 1986 | N/A | | N/A |
| EL329[4] | 349 981 | BP Canada Energy Resources Company | 5 sept. 1987 | N/A | | N/A |
| EL476 | 205 321 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | 1 sept. 2012 | 31 juil. 2017 | 31 juil. 2019 | 585 000 000 |
| EL477 | 202 380 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | 1 sept. 2012 | 30 sept. 2018 | 30 sept. 2020 | 1 180 100 000 |
| EL478 | 205 359 | BP Exploration Operating Company Limited | 1 sept. 2012 | 30 sept. 2018 | 30 sept. 2020 | 15 100 000 |
| EL479 | 203 635 | BP Exploration Operating Company Limited | 1 sept. 2012 | 30 sept. 2018 | 30 sept. 2020 | 1 100 000 |
| EL480 | 108 185 | Chevron Canada Limited | 1 sept. 2012 | 31 oct. 2015 | 31 oct. 2019 | 1 010 100 |
| EL481 | 205 946 | Chevron Canada Limited | 1 sept. 2012 | 31 août 2019 | 31 août 2021 | 103 300 000 |
| EL483 | 196 497 | ConocoPhillips Canada Resources Corp. | 1 sept. 2012 | 30 sept. 2018 | 30 sept. 2020 | 2 543 896 |
| EL485 | 120 814 | Franklin Petroleum Canada Limited | 1 sept. 2012 | 31 août 2019 | 31 août 2021 | 1 000 000 |
| EL488 | 134 142 | Franklin Petroleum Canada Limited | 6 mars 2013 | 5 mars 2020 | 5 mars 2022 | 1 251 088 |
| EL489 | 93 483 | Franklin Petroleum Canada Limited | 6 mars 2013 | 5 mars 2018 | 5 mars 2022 | 1 251 088 |
| EL491 | 201 101 | Franklin Petroleum Canada Limited | 6 mars 2013 | 5 mars 2020 | 5 mars 2022 | 1 251 088 |
| EL492 | 187 200 | Franklin Petroleum Canada Limited | 6 mars 2013 | 5 mars 2020 | 5 mars 2022 | 1 251 088 |
| EL493 | 190 650 | Franklin Petroleum Canada Limited | 6 mars 2013 | 5 mars 2020 | 5 mars 2022 | 1 251 088 |
| *Cessation de permis (par abandon ou expiration) en 2013* | | | | | | |
| EL456 | 73 391 | MGM Energy Corp. | 5 janv. 2011 | 4 janv. 2016 | 4 janv. 2020 | 1 697 000 |
| EL457 | 67 284 | MGM Energy Corp. | 5 janv. 2011 | 4 janv. 2016 | 4 janv. 2020 | 1 530 000 |
| EL458 | 75 244 | MGM Energy Corp. | 5 janv. 2011 | 4 janv. 2016 | 4 janv. 2020 | 1 299 600 |
| EL459 | 74 618 | MGM Energy Corp. | 5 janv. 2011 | 4 janv. 2016 | 4 janv. 2020 | 1 160 000 |
| EL461A[5] | 50 552 | MGM Energy Corp. | 14 mars 2011 | 2 juin 2013 | 2 mai 2015 | 41 923 636 |
| EL461B[5] | 41 323 | | | | 2 juin 2017 | |
| EL482 | 103 711 | ConocoPhillips Canada Resources Corp. | 29 août 2012 | 28 juin 2015 | 28 juin 2019 | 12 084 131 |
| EL484 | 90 381 | Franklin Petroleum Canada Limited | 1 sept. 2012 | 31 août 2017 | 31 août 2021 | 1 000 000 |
| EL490 | 99 324 | Franklin Petroleum Canada Limited | 6 mars 2013 | 5 mars 2018 | 5 mars 2022 | 1 251 088 |

## Tableau 3 : Permis de prospection (suite)

| Permis | Superficie (ha) | Représentant[1] | Prise d'effet | Fin de la première période[2] | | Échéance | Engagement pécuniaire ($)[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Partie centrale de la vallée du Mackenzie | | | | | | | |
| EL455 | 80 240 | MGM Energy Corp. | 5 janv. 2011 | 4 janv. 2016 | | 4 janv. 2020 | 1 699 990 |
| EL466[5] | 82 100 | MGM Energy Corp. | 15 janv. 2011 | 9 mai 2012 | ✓ | 9 juil. 2016 | 5 487 626 |
| EL467 | 87 948 | Shell Canada Limited | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 18 296 208 |
| EL468 | 87 117 | Shell Canada Limited | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 18 098 660 |
| EL469 | 26 533 | Shell Canada Limited | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 7 049 269 |
| EL470 | 87 495 | ConocoPhillips Canada Resources Corp. | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | ✓ | 19 déc. 2020 | 66 712 035 |
| EL471 | 88 848 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 21 500 003 |
| EL472 | 90 632 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 21 500 003 |
| EL473 | 82 643 | MGM Energy Corp. | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 1 512 122 |
| EL474 | 86 602 | MGM Energy Corp. | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 1 502 503 |
| EL475 | 85 288 | MGM Energy Corp. | 20 déc. 2011 | 19 déc. 2016 | | 19 déc. 2020 | 2 021 213 |
| EL486 | 69 649 | Shell Canada Limited | 18 déc. 2012 | 17 déc. 2017 | | 17 déc. 2021 | 76 864 864 |
| EL487 | 84 504 | Shell Canada Limited | 18 déc. 2012 | 17 déc. 2017 | | 17 déc. 2021 | 15 276 444 |
| *Permis délivrés en 2013* | | | | | | | |
| EL494[5] | 174 782 | Husky Oil Operations Limited | 29 août 2013 | 29 août 2016 | ✓ | 29 août 2020 | 376 000 000 |
| EL495 | 65 994 | International Frontier Resources Corporation | 16 mars 2014 | 15 mars 2019 | | 15 mars 2023 | 1 200 000 |
| *Cessation de permis (par abandon ou expiration) en 2013* | | | | | | | |
| EL462[6] | 87 748 | Husky Oil Operations Limited | 30 août 2011 | 29 août 2016 | | 29 août 2020 | 188 000 000 |
| EL463[6] | 87 034 | Husky Oil Operations Limited | 30 août 2011 | 29 août 2016 | | 29 août 2020 | 188 000 000 |

- [1] Représentant en date du 31 décembre 2013.
- [2] En vertu de la licence originale, la première période peut être prolongée au moyen de dépôts de forage ou de modifications apportées au permis.
- [3] L'engagement pécuniaire a été arrondi au dollar le plus près.
- [4] Permis sous décret d'interdiction conformément à l'alinéa 12(1)*a)* de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
- [5] Fusion en vertu du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
- [6] En vertu du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, les permis EL462 et EL463 ont été abandonnés et remplacés par le permis fusionné EL494.
- ✓ Les exigences de forage ont été satisfaites. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la première période est une condition préalable à l'obtention des droits de prospection pour la deuxième période.

## Recettes tirées de l'administration des titres

Le Ministère conserve des dépôts de garantie relatifs aux permis de prospection. À la suite d'un appel d'offres visant des permis de prospection, les soumissionnaires retenus doivent verser 25 % de leur engagement pécuniaire en guise de garantie pour l'exécution des travaux. Cette somme est appelée dépôt de garantie d'exécution. Le dépôt de garantie d'exécution est remboursable à mesure que les dépenses sont engagées au cours de la première période du permis de prospection. Puisqu'ils représentent 25 % du total de l'offre pour une parcelle, les remboursements sont également proportionnels, soit 25 % des dépenses admissibles engagées. Tout solde du dépôt de garantie d'exécution restant à la fin de la première période sera confisqué.

Des dépôts financiers comme garantie d'exécution des travaux

La deuxième période des permis de prospection est assortie d'obligations relatives au paiement d'un loyer. Les loyers sont également remboursables, à mesure que des dépenses sont engagées sur les terres visées par le permis, au taux d'un dollar remboursé pour chaque dollar de dépenses admissibles.

En date du 31 décembre 2013, le montant des dépôts de garantie d'exécution pour la première période et des loyers pour la deuxième période totalisait 617 885 139 dollars.

Tableau 4 : Recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 2009-2013

| | 2009* | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|
| Loyers non remboursables (concessions) [1] | 62 749 | 61 127 | 53 195 | 53 195 | 53 195 |
| Frais[2] | 5 467 | 16 872 | 35 487 | 43 497 | 8 832 |
| Confiscations [3] | 2 054 238 | 770 372 | 25 784 658 | 1 631 597 | 50 000 |
| Total | 2 122 454 | 848 371 | 25 873 340 | 1 728 289 | 112 027 |

- [1] Ces concessions ont été accordées en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifières du Canada* et sont restés en vigueur conformément à l'article 114 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.
- [2] Frais de délivrance et frais de services (article 15 du *Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*).
- [3] Les recettes tirés des confiscations proviennent des dépôts de soumission, des dépôts de forage ainsi que des dépôts de garantie d'exécution et loyers qui n'ont pas été compensés par des dépenses admissibles lors de la première ou deuxième période d'une permis de prospection.
- * Ajustement aux recettes à la suite de corrections apportées au codage financier.

Les loyers non remboursables sont des revenus perçus des concessions de pétrole et de gaz accordées en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*. Ces loyers doivent être payés annuellement, avant la date anniversaire de la concession.

Conformément à l'article 15 du *Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*, divers frais seront imposés, notamment pour la délivrance de nouveaux permis de prospection, l'enregistrement des documents ou l'impression de copies des résumés.

Le tableau 4 présente les recettes tirées de l'administration des titres en 2013.

### Retombées économiques

L'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et l'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* exigent que le ministre des Affaires autochtones et du Développement du Nord canadien approuve le plan de retombées économiques avant qu'on autorise tout travail ou toute activité liée au pétrole et au gaz ou qu'on approuve un plan de mise en valeur portant sur une nappe ou un champ situé dans un des secteurs des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et de la zone extracôtière de l'Arctique relevant de la responsabilité administrative du ministre.

Un plan de retombées économiques est un engagement documenté voulant favoriser des opportunités d'affaires et d'emploi pour les canadiens

Un plan de retombées économiques est le document par lequel une entreprise s'engage à donner de l'emploi à des Canadiens et à offrir aux entreprises canadiennes une juste possibilité de participation. Le plan de retombées économiques doit comprendre les éléments suivants : une description détaillée du projet proposé, les principaux jalons, les principales activités et composantes ainsi que les cartes, les tableaux, les diagrammes et le calendrier à l'appui. On encourage les entreprises à songer tout d'abord à faire appel aux populations autochtones du Nord ou à d'autres habitants et entreprises du Nord.

## ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

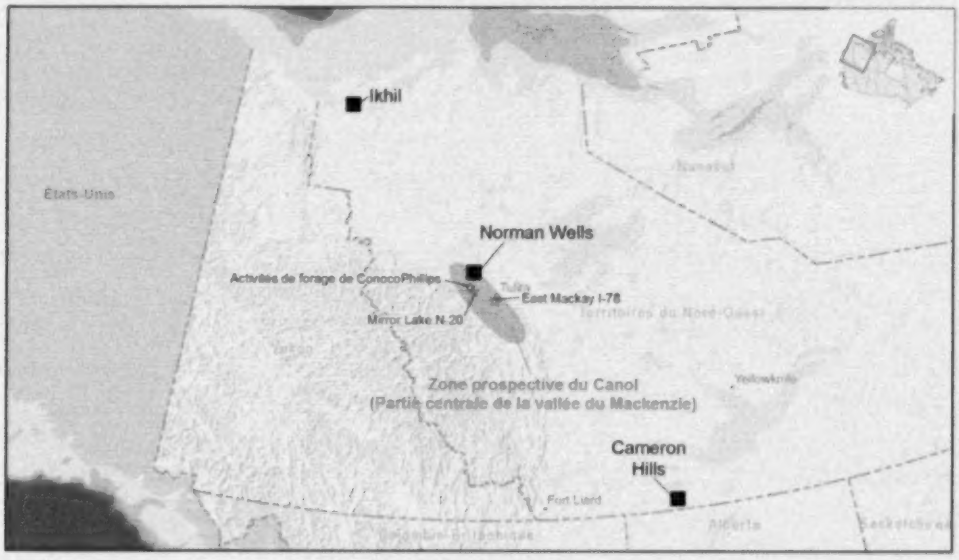
En 2013, quatre nouveaux puits d'exploration ont été forés dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie pour une profondeur de forage totale de 6 161 mètres. De plus, les travaux ont repris dans cinq puits déjà forés afin qu'ils soient retravaillés, terminés ou abandonnés. Aucun puits de développement n'a été foré en 2013.

Une opération géophysique sur le terrain a été menée en 2013 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Le diagramme 3 démontre les principaux secteurs d'activité dans le Nord en 2013.

### Sud des Territoires du Nord-Ouest

En 2013, aucun nouveau puits d'exploration ou de développement n'a été foré et aucune donnée sismique n'a été recueillie dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Dans le champ Liard, Paramount Resources Ltd. a repris les travaux dans un puits, et Strategic Oil & Gas Ltd. a repris les travaux dans un autre puits dans le champ des collines Cameron.

Diagramme 3 : Carte des principaux secteurs d'activité dans l'ouest de l'Arctique




## Partie centrale de la vallée du Mackenzie

En 2013, ConocoPhillips Canada Resources Corp. a foré trois puits dans le district de Tulita : Loon Creek O-06, Mirror Lake P-20 et Dodo Canyon E-76. MGM Energy Corp. a également foré un puits dans le district de Tulita : East MacKay I-78. De plus, Husky Oil Operations Ltd. a repris les travaux dans deux puits dans la même zone afin d'y terminer des travaux et MGM Energy Corp. a repris les travaux dans le puits East MacKay I-78. Aucun nouveau puits de développement n'a été foré dans le champ de Norman Wells.

**Quatre puits forés pour une profondeur totale de 6 161 mètres**

Explor Geophysical Ltd a poursuivi son programme de levés sismiques bidimensionnels dans le district de Tulita lancé à la fin de l'année 2011. Ce programme non exclusif a été suspendu en avril 2013, alors qu'il a recueilli 71 kilomètres de données sismiques bidimensionnelles.

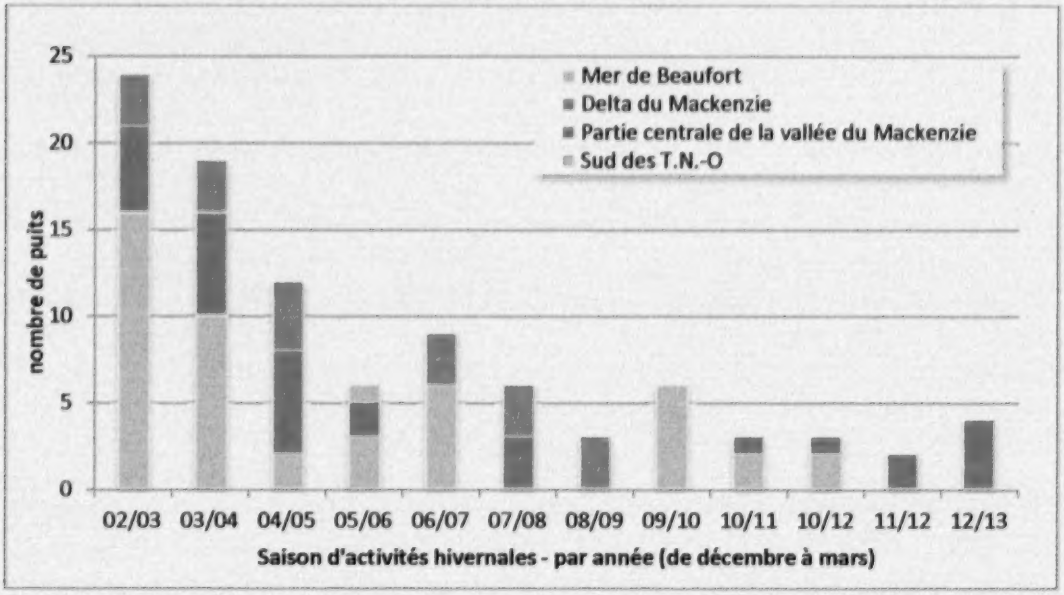
Les tableaux 5 et 6 et le diagramme 4 résument les données de forage et données sismiques dans le Nord en 2013.

## Tableau 5 : Statistiques sur le forage en 2013

| Nom du puits | Lat (NAD 27) | Long (NAD 27) | Classe[1] | Profondeur totale (m) | Mètres forés en 2013 | Démarrage | Unité libérée | État du puits[2] | Titre[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sud des Territoires du Nord-Ouest | | | | | | | | | |
| *Ré-entrées des puits précédemment forés* | | | | | | | | | |
| Paramount et al CAMERON M-73 | 60° 2′ 51.9" | 117° 29′ 31.9" | DEL | 1 653,3 | | 22 fév. 2013 | 25 fév. 2013 | S | PL4 |
| Paramount et al LIARD K-29A | 60° 28′ 41.0" | 123° 35′ 4.1" | DEV | 3 610,8 | | 13 sept. 2013 | 28 sept 2013 | S | PL9 |
| Partie central de la vallée du Mackenzie | | | | | | | | | |
| *Nouveaux puits* | | | | | | | | | |
| COPRC LOON CREEK O-06 | 65° 05′ 51.5" | 127° 0′ 30.7" | EX | 1 850 | 1850 | 26 janv. 2013 | 20 fév. 2013 | S | EL470 |
| MGM – Shell EAST MACKAY I-78[4] | 64° 47′ 42.1" | 125° 43′ 18.3" | EX | 1 995,3 | 1995.3 | 27 janv. 2013 | 16 mars 2013 | S | EL466 |
| COPRC MIRROR LAKE N-20 | 64° 59′ 46.8" | 126° 48′ 14.6" | EX | 2 140 | 2104 | 25 fév. 2013 | 30 mars 2013 | S | EL470 |
| COPRC DODO CANYON E-76 | 65° 05′ 27.0" | 126° 59′ 58.0" | EX | 2 910 | 212 | 28 déc. 2013 | 23 janv. 2014 | S | EL470 |
| *Ré-entrées des puits précédemment forés* | | | | | | | | | |
| Husky LITTLE BEAR N-09 | 64° 58′ 55.2" | 126° 31′ 20.2" | EX | 1 867,5 | | 27 fanv. 2013 | 21 mars 2013 | S | EL494 |
| Husky LITTLE BEAR H-64 | 64° 53′ 28.5" | 126° 11′ 20.3" | EX | 1 340,8 | | 13 fév. 2013 | 17 mars 2013 | S | EL494 |

[1] Classe: EX=puits d'exploration, DEL= puits de délimitation, DEV=puits de développement, TEST= test de forage
[2] État des travaux: S=suspendu, A=abandonné, PR=production, Re-A= Ré-abandonné
[3] Titre: EL=Permis de prospection, SDL=Attestation de découverte importante, PL=Licence de production
[4] Forage et complétion compris dans la période de temps indiquée.

## Diagramme 4 : Puits forés de 2003-2004 à 2012-2013




## Tableau 6 : Acquisition de données sismiques 2004-2013

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sismique 2D (en Km) | 189 | 564 | 3 917 | 6 028 | 12 684 | 1 488 | 6 165 | 59,5 | 837 | 71 |
| Sismique 3D (en $Km^2$) | 804 | 635 | 1 100 | 0 | 1 638 | 1 577 | 0 | 0 | 3 796 | 0 |

## PRODUCTION

Trois champs ont produit du gaz et/ou du pétrole en 2013 : le champ pétrolifère Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie et le champ des collines Cameron au sud-ouest de Hay River, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

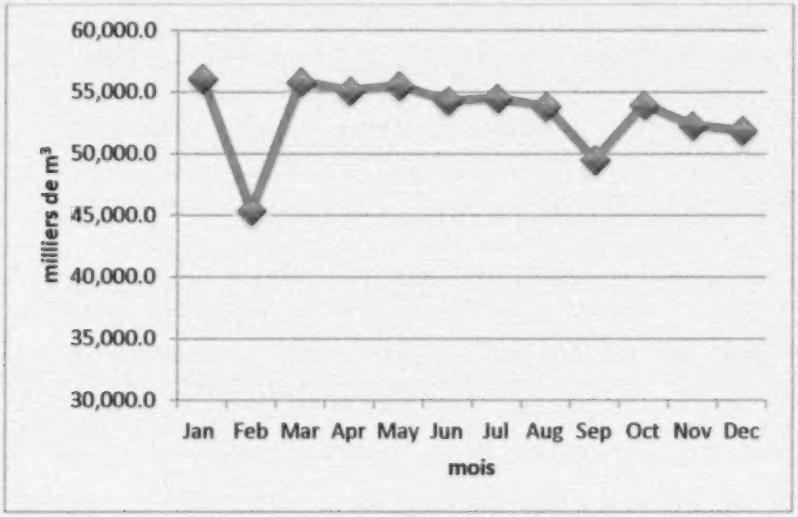
Le champ de pétrole de Norman Wells fut découvert en 1920 et continue de produire du pétrole

### Norman Wells

Le gisement d'Imperial Oil à Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, est le champ d'attache nordique de l'oléoduc de Norman Wells qui aboutit à Zama, en Alberta. Cet important champ de pétrole a été découvert en 1920 et continue de produire du pétrole. Ce champ a été entièrement mis en valeur au début des années 1980 et il n'a cessé de produire depuis 1985, bien qu'il y ait eu des périodes de production limitée. Consulter le diagramme 5.

En 2013, le champ de Norman Wells a connu une diminution de l'ordre de 14 % de sa production pétrolière comparativement à 2012. Cette diminution est principalement due aux effets d'une panne de courant en février et à une baisse naturelle du rendement des gisements.

Diagramme 5 : Production du champ pétrolier de Norman Wells en 2013



### Ikhil

Le gaz du champ Ikhil, dans le delta du Mackenzie, est produit à partir d'un puits et transporté par pipeline sur une distance de 50 km jusqu'à Inuvik, où il sert à la production d'électricité et de chauffage. Ce champ est exploité par AltaGas Ltd.

La production au champ Ikhil a diminué cette année afin de conserver la pression des gisements. La production réduite signifie que le champ Ikhil est désormais utilisé comme réserve de secours plutôt que comme principale source de gaz naturel pour la collectivité.

### Collines Cameron

En 2013, le seul champ en production dans le sud des Territoires du Nord-Ouest était celui des collines Cameron, exploité par Strategic Oil and Gas Ltd. Dans une transaction qui a pris effet en avril 2013, Strategic Oil and Gas Ltd. a acquis les actifs de Paramount Resources Ltd. dans les collines Cameron. Le champ des collines Cameron produit du pétrole et du gaz transportés par pipeline jusqu'au sud de la région de Bistcho, dans le nord de l'Alberta.

Le champ des collines Cameron continue de connaître une diminution de production en raison de puits qui ont été fermés et du déclin naturel du volume de production. En 2013, le champ des collines Cameron a connu une diminution dans la production de gaz naturel de l'ordre de 16 % comparativement à 2012. Cette diminution est due à une baisse naturelle du rendement des gisements et aux temps d'arrêt à l'usine de gaz de Bistcho. La production de pétrole a augmenté légèrement.

La production dans le champ de la région de Fort Liard reste suspendue.

### Nunavut et zones extracôtières de l'arctique

Il n'y a aucun champ de production au Nunavut et dans les eaux de la zone extracôtière de l'Arctique.

### Résumé

La production totale de pétrole en 2013 a été de 4,1 millions de barils (654,4 x $10^3$ $m^3$), soit une diminution de 13 % par rapport à 2012. La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2013 a été de 4,7 milliards de pieds cube (133,0 x $10^6$ $m^3$), une diminution de 18 % par rapport à l'année précédente. Un total de 64 % du gaz produit provenait de la production pétrolière à Norman Wells et il a été utilisé pour les activités sur le terrain. Le tableau 7 présente des données liées à la production de pétrole et de gaz dans les Territoires du Nord-Ouest.

Une production totale de 4,1 millions de barils de pétrole et 4,7 milliards de pieds

Tableau 7 : Production de pétrole et de gaz 2010-2013

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Variation 2012-2013 (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| Production de pétrole (milliers de mètres cubes) | | | | | |
| Norman Wells (Imperial Oil) | 840,7 | 588,2 | 740,9 | 638,1 | -13,88% |
| Cameron Hills (Strategic) | 31,4 | 20,4 | 15,5 | 16,4 | 5,81% |
| Total | 872,1 | 608,6 | 756,4 | 654,5 | -13,47% |
| | | | | | |
| Production de gaz (millions de mètres cubes) | | | | | |
| Norman Wells (Imperial Oil) | 101,4 | 86,4 | 100,1 | 84,5 | -15,58% |
| Ikhil (AltaGas) | 17,7 | 17,0 | 10,0 | 4,0 | -59,70% |
| Cameron Hills (Strategic) | 59,4 | 60,9 | 52,7 | 44,5 | -15,56% |
| Total | 178,5 | 164,3 | 162,8 | 133,0 | -18,29% |

Diagramme 6 : Production de pétrole 2004-2013

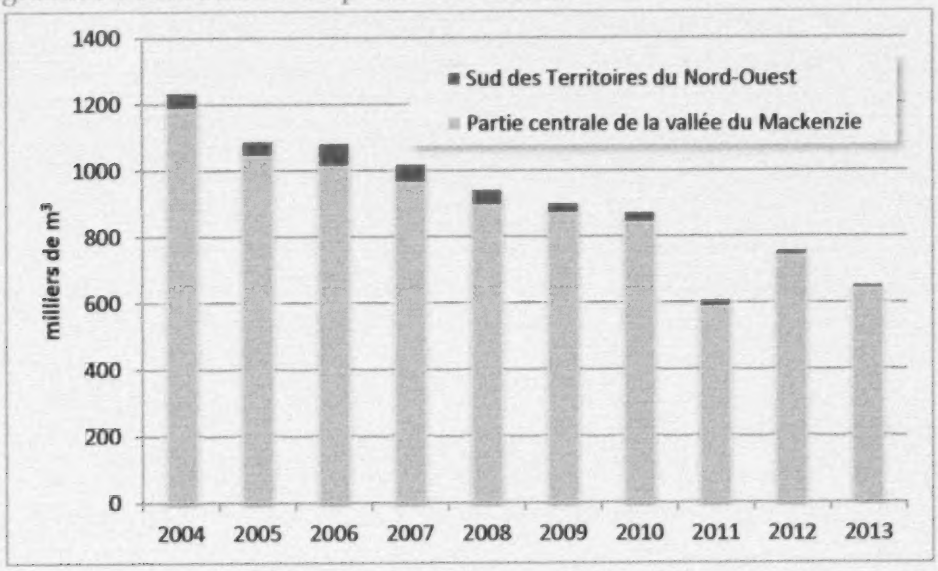
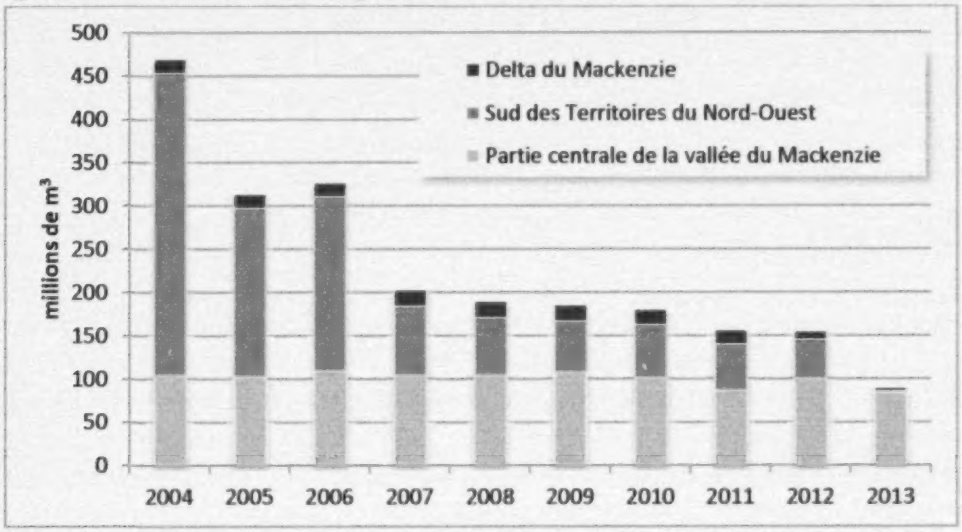


Diagramme 7 : Production de gaz naturel 2004-2013




## REDEVANCES

Les redevances perçues pendant l'année civile 2013 pour la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales du Nord se sont élevées à 10 046 685 dollars, ce qui représente une augmentation de 1 % par rapport à 2012 (se référer au tableau 8).

Tableau 8 : Redevances perçues ($) 2009-2013

| | 2009 [2] | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|
| Redevances[1] | 18 876 656 | 15 762 287 | 11 652 548 | 9 992 786 | 10 046 685 |

[1] Veuillez noter que les redevances du champ Ikhil ne sont pas incluses. Ikhil est situé sur les terres des Inuvialuit et est administré au nom des Inuvialuit conformément au paragraphe 7(94) de la Convention définitive des Inuvialuit.

[2] Les revenus de 2009 comprennent un dépôt de 4 millions de dollar par l'indivisaire en fonction d'une estimation des redevances résultant d'une vérification. La vérification a été terminée en décembre 2010 et l'évaluation a été déposée en mars 2011. La Couronne a reçu le montant total qui lui était dû en 2011.

## VÉRIFICATIONS ET ÉVALUATIONS

Le Ministère gère un programme de vérification et d'évaluation des redevances basé sur le risque, dans le cadre duquel les déclarations de redevances sont régulièrement surveillées, revues périodiquement et choisies pour subir une vérification. L'objectif de la vérification est de fournir une assurance raisonnable que les recettes de ventes et les dépenses qu'une entreprise déclare dans sa production mensuelle de pétrole et de gaz ont été comptabilisées avec exactitude dans le calcul des redevances perçues par la Couronne.

Des redevances totalisant plus de 10 millions de dollars pour l'année 2013

En 2013, deux nouvelles vérifications ont été entreprises.

## POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

### Direction générale des ressources pétrolières et minérales du Nord

Veuillez consulter notre site Web à l'adresse *www.aadnc-aandc.gc.ca/nth/og/index-fra.asp*.

Pour obtenir des renseignements détaillés, veuillez communiquer avec les personnes appropriées ci dessous par téléphone ou par écrit.

***Adresse postale :***
Direction de la gestion des ressources pétrolières et minérales
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0H4

***Par messager seulement :***
Direction de la gestion des ressources pétrolières et minérales
Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
10, rue Wellington
Gatineau (Québec) K1A 0H4
Téléphone : 819-953-2087
Télécopieur : 819-953-5828

Information sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignation et de soumissions et d'autres renseignements connexes : gestionnaire, Régime foncier – téléphone : 819-934-9392

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection et de production, les attestations de découverte importante, les transferts et les notifications : registraire – téléphone : 819-997-0048

Information sur les cartes de la Direction des ressources pétrolières et minérales du Nord et sur les données du Système d'information géographique (SIG) : agent géomaticien – téléphone : 819-934-9394

Information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques : géologue pétrolier principal – téléphone : 819-953-8722

Information sur la politique des redevances et les déclarations des redevances : gestionnaire, Administration de la politique financière et des redevances – téléphone : 819-953-3267

Information sur les exigences liées au plan des retombées économiques pour le Nunavut et les zones extracôtières dans le Nord : analyste en politiques – téléphone : 819-934-2244

## AUTRES SOURCES D'INFORMATION

### Office national de l'énergie

• Le Secteur des opérations est responsable de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

• Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.

Office national de l'énergie
444, 7e Avenue Sud-Ouest
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : 403-292-4800
Site Web : *www.neb-one.gc.ca/*

### Bureau géoscientifique des Territoires du Nord-Ouest

Ce bureau réalise des recherches pour évaluer le potentiel des hydrocarbures des bassins sédimentaires dans les Territoires du Nord-Ouest et fournir des données, de l'information générale et des conseils en matière de pétrole et des sciences de la terre.

Site Web : *www.nwtgeoscience.ca*

### Commission géologique du Canada

La Commission géologique du Canada, à Calgary, offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle dans ses locaux situés à l'adresse suivante :

Commission géologique du Canada (Calgary)
3303, 33e Rue Nord-Ouest
Calgary (Alberta) T2L 2A7
Téléphone : 403-292-7000

Information sur les géosciences dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique Bedford
C. P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2